Beneficios por reducción de pérdidas eléctricas en la red de distribución al adoptarse niveles de tensión superiores en la Media Tensión

Ing. Diego Bentancur (*dbentancur@ute.com.uy*), Ing. Fernando Bianco (*fbianco@ute.com.uy*),
Ing. Fernando Boions (*fboions@ute.com.uy*), Ing. Marcelo Rey (*mrey@ute.com.uy*)
Gerencia de Sector Planificación y Estudios de Distribución.
Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).

***Abstract*—Mediante la migración de las redes eléctricas a niveles superiores de tensión se obtienen beneficios por lograr reducir las pérdidas eléctricas, así como también habilitar el abastecimiento de la demanda en zonas de altas y bajas densidades de carga, y/o garantizar a los clientes los rangos de tensiones requeridos en zonas de cargas mas y menos dispersas y circuitos mas o menos extensos.**

A continuación, se recoge la experiencia obtenida en la formulación de este tipo de obras de mejoras que integran el Plan Director de Distribución (plan quinquenal) de la empresa U.T.E. (empresa que incluye las etapas de Generación, Distribución y Trasmisión en Uruguay) que logran estos objetivos.

Se verá un resumen de la metodología seguida para el cálculo de las pérdidas eléctricas, la cuantificación de su beneficio económico, rentabilidad, etc. para dos casos de estudio con redes de características muy diferentes.

***KeyWords*—Ahorro, Costo de largo plazo de Generación, Estrategia, Cambio de Tensión, Pérdidas Técnicas, Ritmos de Inversión.**

I. Introducción

ESTE trabajo tiene como objeto exponer los beneficios que se logran por reducción de pérdidas eléctricas, al migrar la red de media tensión de distribución eléctrica, a niveles superiores de tensión.

El Área de Distribución de la Empresa UTE-Uruguay, dentro de su Planificación Estratégica llevó a cabo un proyecto plurianual entre los años 2002- 2005, denominado “Plan de Diagnostico y Planificación de la Red de Media Tensión de Distribución”, del cual uno de los productos logrados fue la formulación de los Planes Directores de Distribución (Planes Quinquenales Móviles de Obras). La explicación del alcance, metodología aplicada y productos obtenidos con este proyecto, han sido objeto de trabajos presentados en encuentros y congreso internacionales de la materia.

En este trabajo, se recoge la experiencia en la formulación de este tipo de obras de mejoras que integran el Plan Director de Distribución, que logran una reducción significativa de pérdidas técnicas por cambios de tensión a niveles superiores de tensión.

Se observa que con estas obras, a la par de habilitar el abastecimiento de la demanda en zonas de alta densidad de carga, o garantizar a los clientes los rangos de tensiones requeridos por la Unidad Reguladora (URSEA) en zonas de cargas mas dispersas y circuitos mas extensos, se logran importantes beneficios técnicos-económicos en cuanto a la reducción de pérdidas técnicas.

Para respaldar estas afirmaciones:

- Se hace un breve resumen de la metodología seguida para el cálculo de las pérdidas eléctricas, la cuantificación de su beneficio económico por este concepto, y su incidencia en el análisis costo-beneficio; entre la situación con y sin proyecto; al hacer el estudio de rentabilidad de este tipo de obras. Se presentan los resultados de dos subplanes que integran el referido Plan Director y que se encuentran en la faz de implementación mediante la asignación de recursos anuales dentro de los Planes de Inversión del Área de Distribución de UTE:

a) Plan para el Cambio de Tensión de 6 kV a 22 kV en la “Zona Sur-Este” de Montevideo, capital del Uruguay, (donde se concentra el 39% de los clientes de Montevideo) y que esta caracterizada por ser la zona de mas alta densidad de carga del Uruguay.

b) Plan de Cambio de Tensión de 6 kV a 15 kV en las ciudades “cabeceras” de los departamentos (división administrativa) del interior del País. En este subplan los circuitos que abastecen el centro de las ciudades se mantienen en 6 kV y se migran a 15 kV los circuitos que abastecen las zonas semiurbanas y rurales que rodean a las ciudades, donde las cargas están mas dispersas, los circuitos son mas extensos y el cambio de nivel de tensión es necesario para llegar con los rangos de tensión adecuados a los clientes. En este trabajo se ejemplifica con el estudio de la Ciudad de Treinta y Tres, capital del departamento del mismo nombre.

Ambas ciudades pueden verse en el mapa a continuación:

Fig. 1. Mapa del Uruguay indicando las rutas principales y las ciudades sobre las que se realizan los estudios.

II. METODOLOGÍA APLICADA PARA LA SIMULACIÓN, CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y SU CUANTIFICACIÓN ECONÓMICA.

Para el cálculo y valorización de las pérdidas técnicas se realizan flujos de carga sobre la red actual y la red proyectada en el año horizonte. Dichos flujos de carga se efectúan con las cargas del pico de cada instalación. El software utilizado para los flujos de carga es el MAR-EGEO, que es la herramienta corporativa desarrollada por UTE para estos efectos. Se trata de bibliotecas para flujo de carga que corren sobre los datos contenidos en la base de datos de instalaciones (EGEO) que contiene los datos geográficos y eléctricos de las instalaciones.
De este programa se extraen los datos de corrientes, tensiones, pérdidas joule en los conductores, en el cobre y en el hierro en los transformadores.
Este valor de pérdidas de potencia en el año horizonte y en el pico, es el que se valorará económicamente para considerarlo en la evaluación económica que se realiza luego.
Para pasar el valor de pérdidas eléctricas de potencia a energía se utiliza el valor de 0.3, para el factor de pérdidas anual (fp), tanto para las pérdidas en el cobre de los transformadores ST/MT y MT/BT como en los conductores de ST y MT. Este valor es típico para las instalaciones en UTE.
La energía de perdidas se valoriza al costo de generación de largo plazo.
Entonces el valor de las pérdidas queda determinado por la siguiente ecuación:

$$Costo_{EP} = USD / kWh \times Tup \times PPP\ (kW)$$

Donde:

- *$Costo_{EP}$:Es el costo de Energía de Pérdidas en Dólares americanos.*
- *USD/kWh es el costo de largo plazo de Generación igual a 0,060 USD por kWh.*
- *Tup es el tiempo equivalente de pérdidas anual **(**en horas**)** = 8760*fp =8760 * 0.3*
- *PPP: Perdidas de Potencia Pico son las calculadas en cada caso*

III. EJEMPLO DE APLICACIÓN Nº 1: CAMBIO DE TENSIÓN DE 30-6KV A 22KV EN MONTEVIDEO, CAPITAL DEL URUGUAY

A. Ubicación y Descripción de la Zona Elegida.

A continuación se presenta un posicional de la Zona Sur-Este de Montevideo, donde se está realizando el cambio de tensión. En el mismo se resumen algunos datos que permiten conocer su significación.

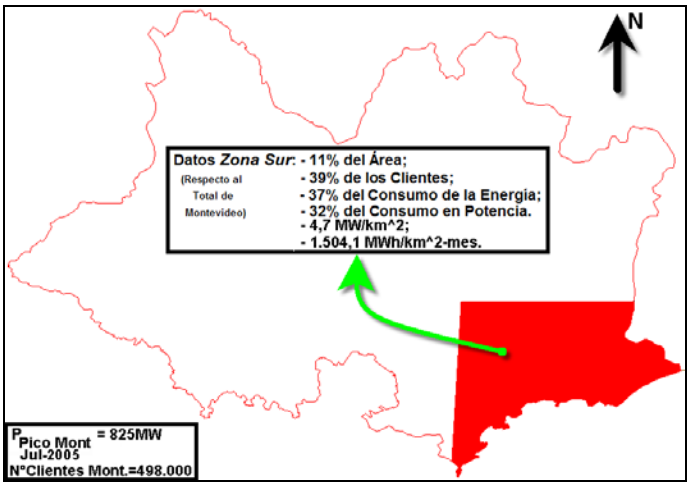
N
Datos Zona Sur: - 11% del Área;
(Respecto al Total de Montevideo)
- 39% de los Clientes;
- 37% del Consumo de la Energía;
- 32% del Consumo en Potencia.
- 4,7 MW/km^2;
- 1.504,1 MWh/km^2-mes.
P Pico Mont = 825MW Jul-2005
Nº Clientes Mont.=498.000

Fig. 2. Mapa de Montevideo indicando la zona en la que se hará el cambio de tensión y algunas características eléctricas de la misma.

B. Elección de la zona Sur-Este para el Cambio de Tensión.

La realización del Cambio de Tensión está motivada por los serios problemas estructurales, operacionales y de obsolescencia tecnológica que presentaba la ciudad de Montevideo en el momento de realizarse los primeros estudios al comienzo de los años 80. Ello se reflejaba en una pobre calidad de servicio brindada a los clientes, y en dificultades crecientes para hacer frente al abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

El Estudio Técnico-Económico realizado en 2005, que se resume en este trabajo, es una actualización del estudio realizado conjuntamente entre UTE y SwedPower (consultora Sueca), en el año 1983. En sus resultados originales planteaba que con una inversión de 20 MM USD por año, durante 20 años, se alcanzaba el Cambio de Tensión para todo Montevideo. La imposibilidad de contar con estos recursos presupuestales, motivó la necesidad de acotar la zona propuesta

inicialmente, limitándose a esta Zona Sur-Este que es donde se esta ejecutando el cambio de tensión.

Esta zona seleccionada se caracteriza por una gran densidad de cargas, en su mayoría asociadas a consumos Residenciales y Comerciales. De acuerdo con la reglamentación de la Unidad Reguladora (URSEA), esta zona en su mayor parte esta clasificada como Área de Distribución Tipo 1 (ADT1) (urbano de alta densidad) y en menor medida como un Área de Distribución Tipo 2 (ADT2) (urbano de media densidad). En promedio presenta una densidad de 4.7 MW/km2

C. *Descripción del Cambio de Tensión y sus Beneficios.*

El sistema de Distribución actual se compone de:
- 30kV (Sub-Trasmisión), procedente de Estaciones de Transformación (ET) de 150/30kV;
- 6kV (Media Tensión), procedente de Estaciones de Transformación (ES) de 30/6kV;
- 400 y 230V (Baja Tensión), procedente de Sub-Estaciones de Transformación (SB) 6/0,4 y 6/0,23kV.

Para el nuevo sistema, se analizaron diferentes alternativas (escenarios) de niveles de tensión y topologías de red, seleccionándose finalmente la de 22 kV por ser la que brindaba el servicio más eficiente, es decir el menor costo por MW suministrado, manteniendo una calidad asociada en valores aceptables, dentro de los parámetros exigidos por la Unidad Reguladora (URSEA).

El sistema propuesto consiste en la unificación de las dos tensiones de Sub-Trasmisión de 30kV y de Media Tensión 6kV, en una única tensión intermedia de distribución de 22kV, para luego ser transformada a Baja Tensión.

Tendrá la siguiente topología: desde el nivel de Transmisión 150kV, se transforma a Media Tensión mediante Estaciones de Transformación 150/22kV, se distribuye en 22kV y se transforma a Baja Tensión en Sub-Estaciones similares a las existentes en el sistema de distribución anterior (SB 6/0,4 y 6/0,23 kV), que ahora pasan a ser 22/0,4 y 22/0,23kV. La operación será en anillos abiertos que forman “Pétalos” desde una misma Estación o en “Anillos” entre dos Estaciones Distintas.

A continuación se pueden ver en forma grafica la topología anterior y la nueva.

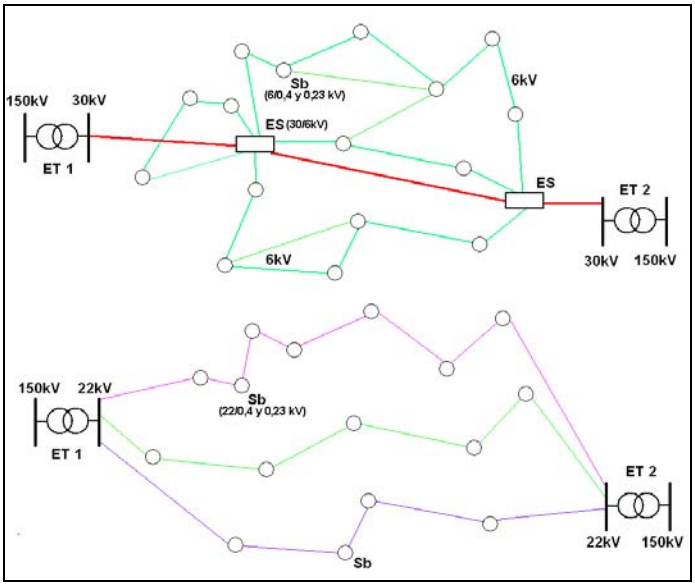

Fig. 3. Esquemas de la red actual (arriba) con tensiones de 30 kV, 6kV, 0.4 kV y 0.23 kV. Vs. la red objetivo con tensiones de 22kV, 0.4 kV y 0.23 kV. En este esquema se plantean anillos entre dos estaciones distintas.

Al eliminarse un nivel de tensión y distribuirse en una tensión mayor (22 kV en lugar de 6 kV) se logran reducir las pérdidas técnicas involucradas en la transformación de uno de los dos saltos de tensión anteriores y en los conductores eléctricos. Por este concepto se ahorran aprox. 1 millón de dólares anuales.

También se obtiene, al considerarse los valores a nuevo de reposición de los activos (VNR) para cada escenario (ver tabla de resultados) y suponiendo una vida útil de 30 años, que la inversión en renovación de la red en las tensiones actuales insumirá a UTE un monto promedio anual de 4,9 millones de dólares, mientras que si la efectúa en el escenario de 22 kV el mismo será de 3,8 millones de dólares. Es decir, que por este otro concepto se ahorran aprox. 1,1 millones de dólares anuales, si se comparan ambos sistemas en régimen.

En síntesis, se concluye que continuar distribuyendo en los dos niveles actuales de tensión (30 y 6 kV), resulta ser un 36% más costoso, frente al escenario de 22 kV.

RESUMEN DEL ESTUDIO DE COSTOS DE ALTERNATIVAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN EN ZONA SUR AL AÑO 2025.

PROYECTO 30-6 kV	Mil.USD	Mil.USD
Activos	VNR_{2025}	$AVNR_{2025}$
…		…
Subtotal costo de los activos	145.970	15.484
Pérdidas de Energía		
…		…
Subtotal Costo de Pérdidas de Energía		1.163
Costo Total Anual 2025 PROYECTO 30/6 kV		16.647
Costo Unitario Total Anual2025 PROYECTO 30/6 kV (miles de USD/MW-año)		42

PROYECTO 22 kV	Mil.USD	Mil.USD
Activos	VNR_{2025}	$AVNR_{2025}$
…		…
Subtotal costo de los activos	113.877	12.080
Pérdidas de Energía		
…		…
Subtotal Costo de Pérdidas de Energía		175
Costo Total Anual 2025 PROYECTO 22 kV		12.254
Costo Unitario Total Anual2025 PROYECTO 22 kV (miles de USD/MW-año)		31

Resumen de costos anuales totales por alternativa	Miles de USD	% sobre menor costo
Sistema 30-6 kV	16.647	36
Sistema 22 kV	12.254	0

D. Estrategia del Cambio de Tensión.

En el cuadro siguiente se indica el avance logrado en la implementación del nuevo sistema.

2005.	2008.
$P_{PICO\ MR\ 2005}$=17MW. Red 22kV en servicio$_{MR\ 2005}$=30kms. SB 22/0,4 y 0,23kV$_{MR\ 2005}$=72.	$P_{PICO\ MR\ 07/2007}$=19,7MW. Red 22kV en servicio $_{MR\ 2008}$=40kms. SB22/0,4 y 0,23kV$_{MR\ 2008}$=95.
-	$P_{PICO\ MG\ 2008}$=0,0MW (no está en servicio). Red 22kV tendida$_{MG\ 2008}$=31kms. SB22/0,4 y 0,23kV(para entrar en servicio)$_{MG\ 2008}$=79.

Hasta el momento se encuentran en la zona "Sur-Este" dos Estaciones de Trasmisión 150/22 kV (MR y MG) del nuevo sistema, la primera en funcionamiento y la otra próxima a entrar en servicio. En el siguiente posicional se pueden apreciar las áreas de influencia de estas Estaciones 150/22 KV y de las Estaciones de Distribución 30/6 kV que con el avance del nuevo sistema irán desapareciendo. En colores aparecen agrupadas las SB 22/BT o 6/BT (según el caso) que se alimentan desde cada estación.

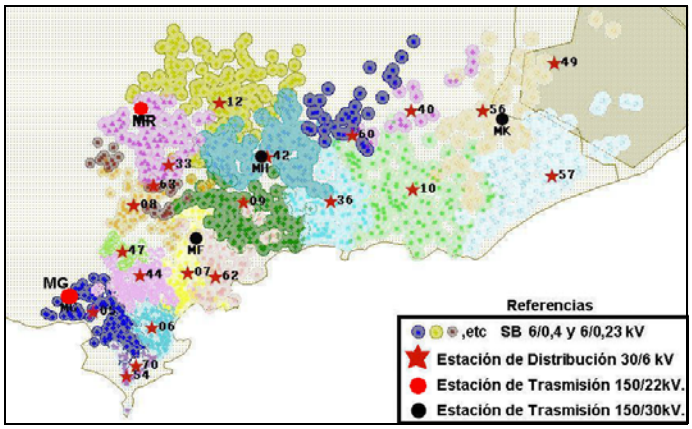

Fig. 4. Evolución del cambio de tensión.

Se observa que para asegurar el correcto pasaje del cambio de tensión en la Zona "Sur–Este", en un tiempo no mayor 20 años, se debe garantizar un ritmo de ejecución de por lo menos 2 "anillos" de 22kV por año.

En el siguiente gráfico se pueden ver los posibles ritmos de las inversiones.

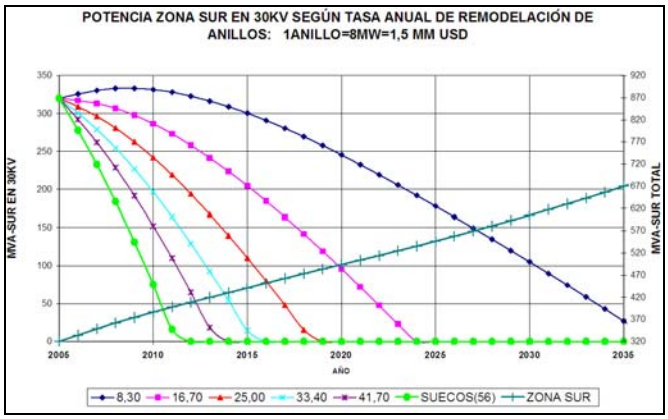

Fig. 5. Ritmos de inversión.

IV. EJEMPLO DE APLICACIÓN Nº 2: CAMBIO DE TENSIÓN DE 6 KV A 15 KV EN TREINTA Y TRES, CAPITAL DEL DEPARTAMENTO DEL MISMO NOMBRE.

La ciudad de Treinta y Tres se encuentra situada sobre la Ruta Nacional Nº 8 a 286 km de Montevideo. En el mapa del Uruguay que se presenta en capitulo 1 se indica la posición de esta ciudad.

De acuerdo con la reglamentación de la Unidad Reguladora (URSEA), la localidad está clasificada como un Área de Distribución Tipo 2 (ADT2) (urbano de media densidad) con una densidad de 0,415 MW/km2. La misma se encuentra alimentada por una Estación transformadora ST/MT (ES3006), que cuenta con dos transformadores 60/6kV de 7.5 MVA con 8 salidas mayoritariamente urbanas y uno 60/15 kV de 3.75 MVA con dos salidas rurales.

El pico de potencia de la ciudad es de 8.3 MVA.

Las características de la red de distribución de la zona se muestran en la tabla que se encuentra a continuación.

Salida	ADT	Clientes	Numero de Subestaciones	Cable (m)	Línea (m)	kVA Instalados
3006/3/6	ADT2	1193	9	975	4173	1160
3006/5/6	ADT2	1518	30	713	18742	2210
3006/5/6	RURAL	71	6			260
3006/14/6	ADT2	1170	11	2546	1840	1875
3006/15/6	ADT2	1079	4	3926	0	1050
3006/16/6	ADT2	434	1	2165	0	500
3006/17/6	ADT2	1825	16	215	6475	2520
3006/18/6	ADT2	2785	27	7673	22124	3260
3006/18/6	RURAL	76	11			220
3006/19/6	ADT2	1485	10	3848	897	2750
3006/1/15	RURAL	60	38	0	68810	480
3006/2/15	ADT2	91	3	0	222202	120
3006/2/15	RURAL	273	157			1640
Subtotal	**urbanos**	**11580**	**111**	**22061**	**276453**	**15445**
	Rurales	**480**	**212**	**0**	**69**	**2600**
Total		**12060**	**323**	**22061**	**276522**	**18045**

Nomenclatura: Estación/número de salida/tensión.

El cambio de tensión a 15 kV se realiza sobre las salidas (circuitos) 3, 5 y 18 que alimentan las cargas de la periferia de la ciudad (zona sombreada en el mapa que se presenta a continuación). Esta decisión se basa en la extensión que tienen especialmente dos de estas tres salidas que rodean la ciudad. Además esta zona presenta los mayores índices de crecimiento de la ciudad. Ambas razones crean dificultades para seguir extendiendo las redes en 6 kV debido a que las caídas de tensión quedan por fuera de los límites admisibles.

Con el cambio de tensión a 15 kV se resuelven estos problemas, dejando encapsulada en 6 kV la zona urbana y céntrica de la ciudad. En el referido mapa se puede ver como queda zonificada la ciudad. La zona céntrica de la ciudad se mantiene abastecida en 6 kV, mientras las zonas periféricas y rurales pasan a ser alimentadas en 15 kV (la parte sombreada por fuera de la línea punteada).

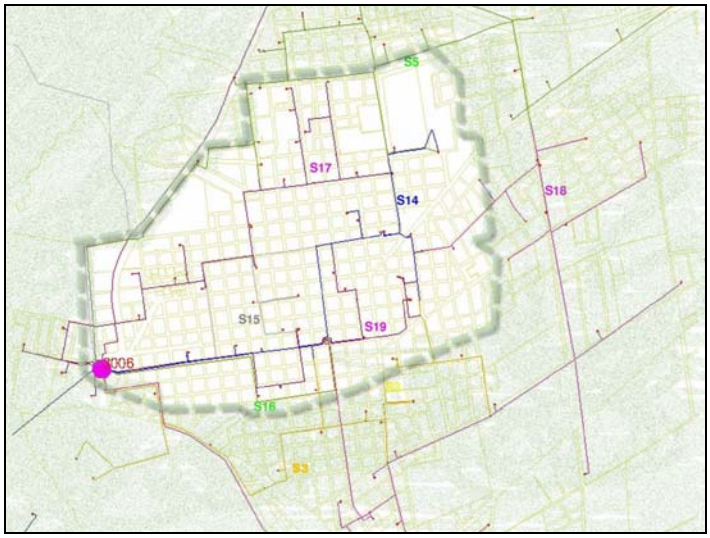

Fig. 6. Mapa de la ciudad de Treinta y Tres indicando la zona del cambio de tensión (por fuera de la línea punteada).

Se resalta que esta decisión de dejar encapsulada en 6 kV las salidas que alimentan el centro de la ciudad, y el resto de las salidas pasarlas a 15 kV, es una decisión de carácter general adoptada en el "Plan Diagnóstico y Planificación de la Red" para todas las ciudades mas importantes del interior del país.

Se observa que el cambio es a 15 kV (y no a 22 kV como se optó en Montevideo) por razones históricas y practicas, debido a que es la tensión de la mayoría de las redes del interior

En este caso además las salidas seleccionadas tienen la ventaja adicional que parte de su equipamiento por la clase de aislación ya admite su pasaje a 15 kV, lo cual a su vez disminuye la inversión a realizar.

El proyecto consiste en reemplazar 71 subestaciones MT/BT de 6/0.23 kV a 15/0.23 kV y adecuar algunos tramos de las salidas. Además durante el proceso de cambio se utilizan elevadores 15/6 kV para ir haciéndolo por etapas.
La inversión necesaria es de alrededor de 300.000 USD. En la actualidad el proyecto esta en ejecución.

El ahorro resultante por pérdidas técnicas, que es uno de los beneficios resultantes del proyecto se ve en la siguiente tabla.

ΔEnergía de Pérdidas	782	MWh año
Ahorro anual por pérdidas	46.903	USD

V. CONCLUSIONES

La experiencia de UTE demuestra que estas obras de mejoras (integrantes de su Plan Director) que implican migraciones a niveles de tensiones superiores, además de solucionar diversos problemas para abastecer la demanda, mejorar la calidad de servicio y evitar caídas de tensiones inaceptables, tiene un gran impacto en la reducción de perdidas eléctricas**.** Esta reducción en las pérdidas tiene importantes beneficios técnico-económicos, lo cuales se evidencian a la hora de hacer su evaluación económica, mediante flujos de costo-beneficio para el horizonte definido en el estudio.

Las "lecciones aprendidas" como resultado del estudio e instrumentación de estas obras se resumen en las siguientes recomendaciones:

A. *. Preparar a la Empresa y adelantar la toma de decisiones para la migración de tensión, mediante la normalización de materiales que faciliten la preparación gradual de las instalaciones para el futuro cambio del nivel de tensión. Por ejemplo en UTE desde hace varios años (con estudios económicos que lo justificaban) se unificó la compra de varios materiales en su clase de aislación, independientemente que se utilizaran en las redes de 6, 15 o 22 kV (por ejemplo los aisladores clase 17.5 kV para las redes aéreas de 6 y 15 kV o los cables subterráneos clase 12/20 kV para las redes subterráneas de 6, 15 o 22 kV).*

B. *Al elegir el nivel de tensión, buscar que sea el superior posible, tomando en cuenta:*

1) - Que sea un nivel de tensión ampliamente difundido en el mundo, que asegure la diversificación de proveedores de materiales.

2) - Que puedan instalarse en los espacios existentes de las instalaciones del nivel de tensión anterior. Se observa que en la elección del 22 kV para Montevideo (red subterránea, con arquitectura de red básicamente europea) fueron determinantes los dos aspectos antes reseñados

3) - Que en la elección del nivel superior de tensión, de ser posible, utilizar un nivel de tensión ya existente en la empresa, porque posibilita reducir los niveles de inversión al preservar parte del equipamiento anterior.

4) Esto fue posible en el Interior del país, al definir migrar de 6 kV a 15 kV en las redes de la periferia de las ciudades (dado que 15 kV es una tensión existente a nivel de líneas aéreas rurales). Contrariamente en el caso de Montevideo se debió optar por una tensión no existente en la empresa porque al ser la red de MT subterránea y con subestaciones interiores, se asimilaba más a una red de tipo europeo. En Europa la clase 17,5 kV no está extendida y si en cambio, la clase 24 kV, con diseños muy optimizados (compactos que pueden ser usados en los espacios previstos originalmente para 6 kV) y una gran variedad de proveedores (en la actualidad incluso facilitado con localización de plantas de fabricación en América Latina).

C. *A la par de sustituir el nivel de tensión dado por uno superior, analizar si no se puede eliminar algún escalón de tensión adicional. En el caso de Montevideo a la vez de sustituir el nivel de 6 kV por el de 22 V, se eliminó el nivel de 30 kV, pasándose directamente de 150 kV a 22 kV, y desde éste directamente a baja tensión.*

D. *Una vez iniciado el cambio, hacer todos los esfuerzos posibles para mantener el ritmo de inversiones planificado. No lograrlo puede "disparar", la eventual realización de otras obras en las tensiones que posteriormente desaparecerán y que*

no servirán para la nueva red, mas allá de las obras estrictamente necesarias y previstas dentro de la estrategia trazada.

E. *En la elaboración de la estrategia del cambio de tensión se debe tener especial atención a las condiciones de borde que se crean entre ambas redes, en los años que dure la transición, donde convivirán ambas instalaciones. Se observa que se producirán "islas" en la nueva red que no podrán ser respaldadas desde las instalaciones de la tensión anterior. Por ej. ante fallas en una estación transformadora nueva, no podrá respaldarse desde otras estaciones de la red anterior. Ello obligará a estudiar la forma de ir tomando las cargas, desde las nuevas instalaciones de manera que la calidad de servicio no se deteriore durante la transición.*

VI. BIOGRAFIAS

Diego Bentancur, Ingeniero Electricista, nacido en Montevideo, Uruguay, el 16 de Setiembre de 1970. Egresado de la Universidad de la República, UDELAR (2002). Actualmente se desempeña como Asesor de Director, anteriormente se desempeñaba como Especialista en Planificación, en la Gerencia de Planificación y Estudios de Distribución de UTE. Dentro de UTE, además de las labores propias de su cargo, participó en la planificación estratégica del Área de Distribución, en el Plan de Diagnóstico y Planificación de la Red, y en el proyecto para la implantación del Sistema de Gestión de la Calidad (ISO 9001) en procesos del Área de Distribución. También ha cumplido actividades vinculadas a la Gestión de la Calidad del Servicio y del Producto. Asimismo, ha participado como autor y/o coautor en trabajos para eventos y congresos locales e internacionales (IEEE, CIER, CLADE, CIDEL, etc.).

Fernando Bianco, Ingeniero Electricista, nacido en Montevideo, Uruguay, el 23 de Junio de 1968. egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República (1998).
Actualmente desempeña el cargo de Especialista en Planificación en la Gerencia de Planificación y Estudios de Distribución de UTE.
Dentro de UTE, además de las labores propias de su cargo, participó en la planificación estratégica del Área de Distribución, en el Plan de Diagnóstico y Planificación de la Red, y en el proyecto para la implantación del Sistema de Gestión de la Calidad (ISO 9001) en procesos del Área de Distribución. También ha cumplido actividades en proyectos eléctricos de subtransmisión dentro de UTE.
Fuera de UTE ha realizado diversas labores en el ejercicio libre de la profesión y ha participado como autor o coautor en trabajos para eventos y congresos internacionales (CIDEL, CLADE, etc.).

Fernando Boions, Ingeniero Electricista, nacido en Montevideo, Uruguay, el 25 de Setiembre de 1952. Egresado del Instituto Superior Politecnico "Jose Antonio Etcheverria" Cuba (1983) y revalidado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la Republica (1986).
Actualmente desempeña el cargo de Director de UTE. Previo a su asunción como director, ocupaba el cargo de Gerente E/F de Planificación y Estudios de la Red en el Area de Distribución. Además de las labores propias de este cargo, participa específicamente en la planificación estratégica del Área de Distribución, en el Plan de Diagnóstico y Planificación de la Red, y en el proyecto para la implantación del Sistema de Gestión de la Calidad (ISO 9001) en procesos del Area de Distribución. También ha cumplido actividades de consultaría dentro y fuera del pais por CONEX - UTE.
Fuera de UTE se ha desempeñado como docente de las Facultades de Ingeniería y Arquitectura (1985 - 1995), ha realizado diversas labores en el ejercicio libre de la profesión y ha participado como autor o coautor en trabajos para eventos y congresos internacionales (CIDEL, CIER, etc).

Marcelo Rey, Ingeniero Electricista, nacido en Montevideo, Uruguay, el 16 de Diciembre de 1976. Egresado de la Universidad de la República, UDELAR (2003). Miembro de la IEEE hasta el 2001. Actualmente se desempeña en el cargo de Especialista en Planificación, en la Gerencia de Planificación y Estudios de Distribución de UTE. Dentro de UTE, además de las labores propias de su cargo, participa en la planificación estratégica del Área de Distribución, en el Plan de Diagnóstico y Planificación de la Red. Estudios de inserción de Generación Distribuída en las redes y en el proyecto para la implantación del Sistema de Gestión de la Calidad (ISO 9001) en procesos del Area de Distribución. También ha cumplido actividades en la Sub-Gerencia de Estudios de la Explotación de Montevideo dentro de UTE.
Fuera de UTE ha realizado diversas labores en el ejercicio libre de la profesión y ha participado como autor y/o coautor en trabajos para eventos y congresos locales e internacionales (CALEN, CLADE, etc.).